

Osservazioni Terna documento per la consultazione 683/2017/R/EEL

APPLICAZIONE DELL'APPROCCIO TOTEX NEL SETTORE ELETTRICO.

Primi orientamenti per l'introduzione di
schemi di regolazione incentivante
fondati sul controllo complessivo della
spesa

INDICE

1. PREMESSA.....	3
2. LA REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA: OSSERVAZIONI SUGLI OBIETTIVI POSTI ALLA BASE DELLA PROPOSTA DI INTERVENTO REGOLATORIO.....	8
3. LA REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA: POSSIBILI RISCHI DEL NUOVO APPROCCIO PER IL GESTORE DI RETE DI TRASMISSIONE	11
4. LA REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA: STATUS E PRIORITÀ DI INTERVENTO	14
5. CONSIDERAZIONI GENERALI SUI MODELLI DI REGOLAZIONE INCENTIVANTE INTEGRATA BASATI SULLA SPESA TOTALE	21
6. STRUMENTI DI REGOLAZIONE. AMBITI TEMATICI DI APPROFONDIMENTO METODOLOGICO	23
7. ELEMENTI DI VALUTAZIONE PER LA DEFINIZIONE DI UN PIANO STRATEGICO PER L'IMPLEMENTAZIONE.....	29

1. PREMESSA

- 1.1. Il documento di consultazione propone un approccio regolatorio innovativo per il riconoscimento dei costi sostenuti per la gestione del servizio di trasmissione di energia elettrica (cd approccio *Totex*) e un primo programma di implementazione dello stesso.
- 1.2. Tale nuovo approccio è sostanzialmente mutuato dall'esperienza della regolazione delle infrastrutture a rete introdotta dalle Autorità di regolazione inglesi (elettricità, gas e acqua) che, da alcuni anni, hanno dapprima sperimentato e successivamente adottato, in luogo di una regolazione tipo *price cap*, un meccanismo di riconoscimento tariffario basato sulla determinazione ex ante di un piano di spesa totale e su logiche di incentivazione *output based* con la definizione di target specifici e performance predefinite.
- 1.3. In questo primo documento di consultazione, sostanzialmente ricognitivo ed esplicativo della riforma proposta, l'Autorità ha esplicitato nel dettaglio i principali obiettivi che intende perseguire, nello specifico:
 - 1) aumentare la produttività totale dei servizi a rete a beneficio dei clienti;
 - 2) eliminare le distorsioni nella scelta tra soluzioni ad alta intensità di capitale (*Capex*) e ad alta intensità di lavoro (*Opex*);
 - 3) favorire uno sviluppo infrastrutturale adeguato orientato alla valorizzazione del servizio fornito;
 - 4) eliminare l'incentivo ad una capitalizzazione mirata dei costi derivante dalle differenti modalità di riconoscimento dei costi operativi e dei costi di capitale;
 - 5) favorire lo sviluppo di nuove tecnologie basate su un più ampio ricorso a soluzioni di tipo ICT;
 - 6) ridurre l'asimmetria informativa tra imprese e regolatore;
 - 7) migliorare la trasparenza e la prevedibilità dei processi di determinazione tariffaria.
- 1.4. Un ulteriore obiettivo dell'Autorità è quello di definire un approccio integrato della regolazione delle infrastrutture, combinando gli elementi tipici della regolazione tariffaria con quelli della qualità del servizio, con una maggiore focalizzazione da parte delle imprese concessionarie del servizio sui benefici, sugli *output* prodotti dagli investimenti infrastrutturali e in generale sul valore del servizio fornito ai clienti.

- 1.5. La posizione di Terna nei confronti del nuovo approccio regolatorio, espressa in risposta ai precedenti documenti di consultazione che ne prefiguravano una possibile futura adozione, è stata quella di sostanziale apertura, specie nei confronti della proposta di definire un approccio integrato (tariffe e qualità) con particolare attenzione al cambiamento di logica dei meccanismi di incentivazione orientati agli *output* prodotti e al servizio fornito.
- 1.6. Terna ritiene quindi indispensabile ricordare come prima dell'introduzione della metodologia *Totex* debba essere completata ed adeguatamente sperimentata la regolazione degli incentivi *output based*, rispetto alla quale la delibera 884/2017 rappresenta solo un primo passo con perimetro ed effetti contenuti.
- 1.7. Quanto sopra, peraltro nel rispetto del piano logico e temporale già definito dall'Autorità, che anteponeva allo sviluppo del nuovo approccio *Totex* un articolato e solido set di indicatori *output based*, unitamente a metodologie testate e condivise di previsione accurata dei costi di investimento (costi standard). Tali strumenti sono componenti chiave della metodologia *Totex* e devono rappresentare un naturale percorso di avvicinamento progressivo alla stessa.
- 1.8. Nell'ipotesi di implementazione di un meccanismo *Totex*, come già evidenziato in precedenti documenti di consultazione, occorre tuttavia prestare la massima attenzione ad alcuni elementi, in particolare alla:
 - a) complessità e onerosità che il nuovo approccio comporta su imprese e regolatore;
 - b) necessità di prevedere tempistiche di implementazione congrue e una adeguata sperimentazione, anche attraverso l'applicazione delle nuove metodologie a specifici e limitati progetti;
 - c) necessità di ampliare in maniera considerevole l'organico del regolatore con risorse e professionalità adeguate alle nuove e sfidanti attività che il nuovo approccio prevede.

Un'adeguata considerazione di tali elementi è stata indicata dalla stessa Autorità come fondamentale per garantire una buona riuscita del nuovo approccio. Al tempo stesso è stata sottolineata l'importanza di assicurare una implementazione dei *Totex* omogenea e uniforme a tutti i servizi regolati infrastrutturali di energia elettrica e gas.

- 1.9. Come meglio dettagliato nel seguito, Terna ribadisce l'importanza di un'adeguata considerazione dei suddetti elementi e desidera sottolineare come

la riforma proposta abbia in realtà – in particolare con riferimento alla trasmissione elettrica – limitati benefici incrementali per il sistema elettrico rispetto al quadro regolatorio vigente, tenendo conto degli strumenti evoluti già presenti o in via di definizione o completamento (ACB 2.0, costi standard, Piano di Sviluppo trasparente e pubblicamente consultato). Si ritiene al contrario prioritaria un'azione regolatoria finalizzata a ristabilire una congrua remunerazione per permettere la realizzazione degli investimenti programmati nel Piano di Sviluppo, che determineranno nei prossimi anni un notevole beneficio per i clienti e per il sistema elettrico nel suo complesso (attraverso incentivi *output based*).

- 1.10. Tali limitati benefici incrementali dell'approccio *Totex* non sembrano giustificare la complessità e il rischio addizionali della riforma proposta, specie con riferimento ad una materia, quella del riconoscimento dei costi del servizio di trasmissione e di dispacciamento, assolutamente centrale per assicurare, anche attraverso uno sviluppo infrastrutturale adeguato alle esigenze di tutti gli utenti del sistema elettrico:
 - a) il mantenimento di sufficienti livelli di adeguatezza e sicurezza del sistema elettrico, nonché un adeguato livello di qualità del servizio ai clienti;
 - b) una ottimizzazione dei costi di produzione di energia elettrica e di erogazione della fornitura;
 - c) il raggiungimento degli obiettivi nazionali di sviluppo delle rinnovabili;
- 1.11. In quest'ottica, Terna ritiene indispensabile introdurre prima (nel rispetto del piano di interventi già definito dall'Autorità, che prevedeva prima l'introduzione di incentivi *output based* e poi il passaggio ad un approccio *Totex*) un meccanismo di incentivi correlati ai risultati e ai benefici che i nuovi interventi infrastrutturali di sviluppo produrranno per il sistema elettrico, definendo quanto prima la regolazione incentivante proposta con il DCO 547/17.
- 1.12. Da segnalare anche una rilevante criticità nell'attuale regolazione: gli interventi di sviluppo a più alto valore strategico per il Paese, caratterizzati tipicamente da iter autorizzativi particolarmente impegnativi e complessi e con tempistiche di realizzazione ed entrata in esercizio più lunghe, sono penalizzati; ciò perché la ridotta e posticipata remunerazione dei lavori in corso, in assenza di un set adeguato di incentivi *output based*, riduce la redditività di tali investimenti e non garantisce un livello di remunerazione in linea con il costo del capitale definito dall'Autorità, spingendo quindi il gestore di rete a non privilegiarli ed a scegliere, al contrario, interventi più semplici ma con minore valore aggiunto per il sistema.

- 1.13. Terna ritiene tale distorsione molto più rilevante rispetto a quelle indicate dall'Autorità a sostegno della riforma *Totex*. Riteniamo, quindi, assolutamente prioritario, piuttosto che introdurre una sostanziale revisione del riconoscimento tariffario dei costi, ristabilire appena possibile un segnale corretto alla realizzazione degli investimenti di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale. Come ha dimostrato chiaramente (e positivamente) la regolazione adottata dall'Autorità, congruità e prevedibilità dei meccanismi tariffari sono il fondamento dell'equilibrio economico-finanziario delle imprese regolate e determinano in via diretta ed esclusiva la possibilità – o l'impossibilità – per le stesse di alimentare il circolo virtuoso investimenti – benefici elettrici – sviluppo per il Paese. Lo stesso costo del debito delle imprese regolate è influenzato dalla congruità e prevedibilità dei meccanismi tariffari: con minori prevedibilità regolatoria, *ceteris paribus*, il costo del debito aumenta, e le uniche possibili conseguenze sono ribaltare tale maggiore costo in tariffa o interrompere gli investimenti, con effetti tariffari molto peggiori.
- 1.14. Peraltro, anche grazie agli strumenti evoluti già citati, i rischi paventati a sostegno dell'introduzione delle *Totex* sono decisamente ridimensionati, specie se confrontati con il rischio di sotto investimento che potrebbe determinarsi in assenza di una correzione delle misure adottate in esito all'ultima *review* regolatoria.
- 1.15. La rete in alta tensione italiana è tra le meno robuste e magliate d'Europa, a causa di una politica di investimento durata 40 anni che ha privilegiato investimenti in grandi centrali (peraltro in presenza di segnali di prezzo sostanzialmente inefficaci nel determinare il corretto posizionamento delle stesse vicino ai centri di consumo), poche dorsali e magliature, e investimenti in reti in MT e BT. Ciò è emerso in modo drammatico con l'avvio del mercato elettrico, che vede l'Italia tra i pochi mercati dell'Unione Europea ad avere zone di mercato (Italia e paesi nordici).
- 1.16. La necessità di investimenti nella Rete di Trasmissione è stata peraltro confermata in occasione dell'ultimo aggiornamento trimestrale dei prezzi del servizio di maggior tutela. L' Autorità ha, infatti, evidenziato da un lato che una parte del rilevante aumento della bolletta è stato causato da criticità sulla rete di interconnessione con l'estero, da problematiche di congestione tra le zone di mercato unitamente a problemi di disponibilità ed adeguatezza del parco produttivo e dall'altro che le componenti tariffarie relative al trasporto di energia sono in diminuzione, limitando l'aumento complessivo dei prezzi.

- 1.17. I suddetti elementi di criticità contribuiscono in modo significativo alla diminuzione dell'efficienza complessiva del sistema e alla crescita dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima e sul mercato dei servizi di dispacciamento e possono essere risolti strutturalmente solo attraverso uno specifico programma infrastrutturale orientato alla selettività e all'efficienza.
- 1.18. Nei prossimi anni tali criticità saranno sempre più evidenti e rilevanti, quindi il meccanismo di riconoscimento tariffario dovrà essere quanto più possibile orientato a facilitare la realizzazione degli investimenti strategici ad alto valore aggiunto per il sistema, piuttosto che a ridurre l'impatto tariffario della trasmissione (già oggi a crescita negativa) ed a limitare i paventati rischi di sovrainvestimento. Gli strumenti di selettività già in essere (fra cui l'ACB 2.0) garantiscono che i benefici netti di ciascun investimento nella trasmissione elettrica siano positivi; per contro, una fase di sotto-investimenti determinerebbe tensioni tariffarie molto più rilevanti.

2. La regolazione del servizio di trasmissione di energia elettrica: osservazioni sugli obiettivi posti alla base della proposta di intervento regolatorio

- 2.1. In questo paragrafo, si forniscono ulteriori considerazioni sulle motivazioni che spingono l'Autorità ad un intervento regolatorio così rilevante e riguardo ad una tematica, quale quella del riconoscimento dei costi di un servizio regolato, molto delicata per la corretta evoluzione del sistema elettrico.
- 2.2. In primo luogo, evidenziamo che il passaggio ad un nuovo modello regolatorio dovrebbe essere giustificato dalla presenza di benefici molto significativi sia per il gestore che per gli utenti finali. Le criticità, invece, che il nuovo approccio mira a risolvere sembrano essere più che altro teoriche e non giustificate da particolari evidenze o da comportamenti messi in atto dalle imprese per sfruttare le distorsioni indicate dall'Autorità e – entro certi limiti – presenti nell'attuale contesto regolatorio.
- 2.3. In secondo luogo, Terna ritiene che gli obiettivi con cui l'Autorità motiva l'adozione del nuovo approccio – obiettivi che Terna condivide pienamente – possono essere ugualmente raggiunti con strumenti regolatori più semplici e di più rapida implementazione.
- 2.4. Ci si riferisce, in particolare, sia a strumenti in corso di definizione, come i meccanismi di incentivazione orientati agli output, sia a strumenti già esistenti o in corso di implementazione, come l'introduzione, nei processi di pianificazione degli interventi, delle nuove metodologie di determinazione dei costi standard e lo sviluppo ed utilizzo dell'analisi costi benefici di seconda generazione (ACB 2.0) per la predisposizione dei Piani di Sviluppo.
- 2.5. Terna, nel panorama della regolazione dei servizi a rete del settore energetico italiano, grazie agli sforzi fino ad oggi sostenuti e ad una regolazione delle infrastrutture già orientata alla selettività e al contenimento dei costi di realizzazione, rappresenta una *best practice* con riferimento a molti degli strumenti proposti in logica *Totex*, in particolare:
 - a) alle prassi utilizzate per l'individuazione degli investimenti basate sull'utilità per il sistema elettrico;
 - b) alla determinazione e alla condivisione con il regolatore delle metodologie per il calcolo dei costi e dei benefici associati agli interventi;

- c) al processo di predisposizione, condivisione, consultazione e approvazione del Piano di Sviluppo;
 - d) alla reportistica prevista, al monitoraggio e alla verifica puntuale dei risultati raggiunti.
- 2.6. Peraltro, volendo entrare più nello specifico, sempre con riferimento agli obiettivi posti alla base della riforma proposta (cfr al punto 1.3), si osserva che:
- a) la produttività del servizio di trasmissione (e di dispacciamento) è stata conseguita nell'ultimo decennio attraverso una riduzione sostanziale dei costi operativi ed ha raggiunto livelli ottimali asintotici ritenuti difficilmente incrementabili (obiettivo 1);
 - b) non si ravvedono comportamenti opportunistici volti a sfruttare la differente regolazione tariffaria di Opex e Capex che, peraltro, risulterebbero subito evidenti considerando la profondità ormai decennale dei dati di costo storico rilevati e ad oggi disponibili (obiettivi 2 e 4);
 - c) già l'attuale quadro regolatorio favorisce l'adozione di soluzioni di tipo ICT a bassa intensità e livello di capitale investito, che sono già da preferire in virtù di un tasso di ammortamento accelerato, dunque di un ritorno dell'investimento più veloce, e di una rapida entrata in esercizio (obiettivo 5);
 - d) l'adozione e la condivisione con il regolatore della modalità di determinazione e standardizzazione dei costi (e dei benefici) all'interno dell'ACB 2.0 migliorerà in maniera significativa la previsione di spesa associata agli interventi rilevanti, garantendo sia una maggiore trasparenza in fase di pianificazione e di formazione della spesa prevista, sia una maggiore aderenza tra spesa prevista e spesa effettiva, riducendo ulteriormente potenziali asimmetrie informative tra regolatore e imprese (obiettivi 3 e 6);
 - e) il Piano di Sviluppo di Terna è già fortemente orientato, attraverso l'applicazione dell'ACB 2.0, alla scelta degli interventi con elevati ritorni in termini di utilità per il sistema, assicurando logiche di selettività. Il processo di consultazione ed approvazione del PdS garantisce poi l'obiettivo di maggiore partecipazione ed interazione con gli stakeholder, dimostrandosi coerente con l'orientamento alla massima trasparenza, che il nuovo approccio vorrebbe incentivare (obiettivi 3 e 6);

- f) l'introduzione di meccanismi di incentivazione del tipo *output based* favorisce uno sviluppo infrastrutturale orientato al raggiungimento dei *target* prefissati dal regolatore e garantisce la restituzione al cliente finale del beneficio conseguito sia in termini di migliore qualità del servizio fornito che di spesa finale sostenuta (obiettivi 1 e 3);
 - g) la reportistica, le attività e gli adempimenti previsti dalle delibere 627/16 e 856/2017, garantiscono un processo trasparente di identificazione, monitoraggio, avanzamento e verifica degli investimenti previsti nel Piano di Sviluppo di Terna; da ultimo, con delibera 884/2017, l'Autorità ha individuato una serie di strumenti propedeutici alla regolazione *output based* per il servizio di trasmissione orientati, tra l'altro, anche alla verifica dell'applicazione dei criteri di stima dei costi di investimento (obiettivi 3 e 6);
 - h) dallo scorso aggiornamento tariffario Terna ed Autorità hanno condiviso i modelli adottati per le determinazioni tariffarie annuali, assicurando in tal modo la massima trasparenza delle metodologie utilizzate per la determinazione delle componenti tariffarie (obiettivo 7).
- 2.7. In terzo luogo, qualora l'Autorità ritenesse comunque prioritario eliminare la distorsione indotta dal diverso trattamento regolatorio di spese operative e spese di capitale o l'incentivo implicito alla scelta di soluzioni *Capex* intensive o politiche di capitalizzazione mirata, Terna è disposta a rivedere l'attuale regolazione di copertura dei costi operativi, piuttosto che condividere una riforma, attualmente poco definita nelle sue caratteristiche concrete, e potenzialmente radicale e invasiva, quale quella relativa al nuovo approccio *Totex*.
- 2.8. Da ultimo si fa notare che i paventati rischi di sovrainvestimento (effetto *Averch Johnson - AJ*) che teoricamente sono presenti negli schemi di regolazione tariffaria del tipo *rate of return* non caratterizzano la spesa per gli investimenti nel servizio di trasmissione.
- 2.9. La forte crescita degli investimenti registrata dal 2005 al 2015 è stata infatti dovuta al parziale recupero del forte deficit infrastrutturale storico della Rete di Trasmissione Nazionale, reso ancor più evidente con l'avvio del mercato elettrico e la costruzione di molti impianti di produzione a seguito della carenza di capacità produttiva convenzionale dei primi anni duemila.

3. La regolazione del servizio di trasmissione di energia elettrica: possibili rischi del nuovo approccio per il gestore di Rete di Trasmissione

- 3.1. Il nuovo approccio *Totex* applicato alla regolazione del servizio di trasmissione di energia elettrica – soprattutto alla luce della mancata definizione dei relativi elementi di dettaglio – ci sembra possa aggiungere un rischio regolatorio significativo nel riconoscimento dei costi e una ulteriore complessità gestionale e operativa sia per Terna che per il regolatore, in particolare con riguardo:
 - a) alle fasi di predisposizione, analisi e verifica del Business Plan;
 - b) alle fasi di *cost assessment* e di definizione della spesa totale ammessa a riconoscimento tariffario (*baseline*);
 - c) alla predisposizione di meccanismi di gestione dei rischi e delle incertezze.
- 3.2. Tali rischi e complessità appaiono allo stato superiori – in particolar modo per la trasmissione elettrica – rispetto ai benefici marginali attesi dall'introduzione delle *Totex*, soprattutto alla luce del fatto che i medesimi benefici sono conseguibili anche attraverso strumenti più semplici e nella disponibilità del regolatore (incentivi *output based*, costi standard).
- 3.3. Diversi analisti hanno rilevato alcune criticità del nuovo approccio *Totex*, evidenziando rischi di maggiore "opacità" di tale approccio rispetto alla regolazione tariffaria vigente, opacità che ridurrebbe, in particolare, la trasparenza e la prevedibilità dei risultati economici e finanziari delle imprese regolate.
- 3.4. In quest'ottica, appare significativo quanto accaduto al valore sul mercato azionario del gestore della Rete di Trasmissione inglese National Grid, che ha subito una diminuzione molto rilevante negli ultimi 18 mesi. Tale riduzione è sicuramente dovuta ad una molteplicità di concause (scenari macroeconomici e Brexit in primis), ma ha giocato un ruolo primario anche la ridotta prevedibilità e stabilità dei risultati del gestore di rete collegata alla regolazione *Totex* ed alle relative aspettative di mercato. L'impatto della variabile regolatoria è evidente se si confronta l'andamento del titolo con quello del mercato azionario inglese di riferimento (FTSE 100). Dal 1 luglio 2016 al 26 gennaio 2018 si è registrata una crescita dell'indice di circa il 17% a fronte di una diminuzione del titolo National Grid di circa il 34%. La stabilità del quadro regolatorio e la sua completa prevedibilità in termini di risultati conseguibili dal gestore di rete aiutano il

mercato finanziario a comprendere meglio i rischi e le opportunità delle imprese regolate, limitando la volatilità dei corsi azionari.



- 3.5. I primi esempi di applicazione di logiche *Totex* ed i recenti orientamenti dell'Autorità con riferimento, ad esempio, ai primi meccanismi di incentivazione degli *output* del servizio di trasmissione, al meccanismo incentivante il contatore elettronico di seconda generazione e alle prime proposte in tema resilienza hanno sicuramente messo in risalto i maggiori rischi dei gestori di rete, in termini di possibili penalità, maggiore invasività ed onerosità del controllo e complessa rendicontazione delle performance, piuttosto che maggiore opportunità e premialità in caso di raggiungimento degli obiettivi prefissati.
- 3.6. Si evidenzia inoltre che, in queste ultime settimane, l'approccio *Totex* è stato oggetto di forti critiche¹ in Inghilterra.
- 3.7. Tralasciando le motivazioni e le particolarità del contesto inglese, non vorremmo tuttavia che il risultato dei primi anni di esperienza del RIIO venisse utilizzato per giustificare un'analisi restrittiva e penalizzante del *business plan* di Terna, una definizione di target eccessivamente sfidanti (sia in termini di *baseline* che di indicatori generali di *performance* prevista) e di incentivi meno premianti.
- 3.8. Peraltro, osservando come la definizione di strumenti regolatori relativamente semplici e facenti parte di obiettivi strategici del piano triennale – in primis il sistema di incentivazione *output based* – comporti tempi rilevanti e superiori alle previsioni iniziali, riteniamo che le complessità decisamente maggiori che dovranno essere affrontate per l'adozione del nuovo approccio *Totex*

¹ Si veda ad esempio il report pubblicato da Morgan Wild dal titolo "Energy Consumers' Missing Billions - the profits gifted to energy network".

espongano a rischi rilevanti di ritardi rispetto a quanto oggi ipotizzato. Eventuali incertezze, anche temporali, sul futuro *framework* regolatorio dei gestori infrastrutturali hanno un peso rilevante sia sulla propensione all'investimento che sul costo di finanziamento dei gestori dei servizi.

- 3.9. Infine, la stessa Autorità riconosce che il nuovo approccio non possa essere applicato al perimetro totale di spesa del gestore di rete e debba escludere gli investimenti caratterizzati da elevato livello di rischio e di incertezza non completamente riconducibili al perimetro di governo dell'impresa. Nel condividere pienamente tale considerazione, ci preme evidenziare che la quasi totalità degli investimenti rilevanti di sviluppo della Rete di Trasmissione è caratterizzato da elevata complessità di realizzazione ed è fortemente condizionato, nei tempi e nei costi finali, da tematiche autorizzative esogene e indipendenti dalla volontà del gestore di rete.
- 3.10. Si evidenzia infine la complessità gestionale e amministrativa, in termini, ad esempio, di predisposizione degli schemi *unbundling* e di rendicontazione e reportistica, che si verrebbe a determinare in caso di applicazione di differenti metodologie di riconoscimento dei costi a differenti perimetri di spesa.
- 3.11. Per tutto quanto sopra considerato, crediamo che l'approccio *Totex* debba essere rimandato per la trasmissione elettrica ad una fase successiva alla implementazione di una regolazione *output based* e comunque sottoposto ad una fase di sperimentazione e di verifica degli impatti e dei risultati conseguiti in esito alla sperimentazione, così come avvenuto nel contesto britannico.

4. La regolazione del servizio di trasmissione di energia elettrica: status e priorità di intervento

- 4.1. Considerato quanto sopra evidenziato, riteniamo che il nuovo approccio *Totex* non rappresenti una priorità per la regolazione del servizio di trasmissione; al contrario, risulta necessario ed urgente da un lato ristabilire una congrua redditività di tutti gli investimenti utili al sistema, risolvendo le asimmetrie nella remunerazione degli operatori di rete introdotte con il vigente periodo regolatorio, dall'altro introdurre incentivi alla effettuazione di investimenti correlati alla utilità degli stessi.

Distorsioni ed asimmetrie introdotte dall'ultima revisione tariffaria

- 4.2. L'ultima revisione tariffaria ha inciso negativamente sulla redditività degli investimenti in trasmissione elettrica, soprattutto attraverso tre modifiche estremamente rilevanti: l'esclusione – per la sola trasmissione elettrica – dei lavori in corso dal capitale remunerato, che pesa in modo molto significativo specie per gli investimenti più impegnativi e strategici per il Paese, minandone la redditività e dunque la finanziabilità, l'aumento dello spread fra il costo del capitale riconosciuto (WACC) al servizio di distribuzione e trasmissione elettrica, triplicato da 10 a 30 punti base, ed il drastico ridimensionamento di ambito ed intensità degli incentivi *input based*. Complessivamente i primi due punti determinano una differenza di remunerazione fra investimenti di trasmissione e distribuzione pari mediamente ad oltre 50 punti base (fino a 100 punti base per gli investimenti più lunghi).
- 4.3. Con riferimento al tema della remunerazione dei lavori in corso, va rilevato come – posto che il regolatore riconosce al soggetto regolato un ritorno che intende replicare la redditività richiesta dal mercato ad un'attività esercita in regime di monopolio naturale – nella prassi finanziaria e valutativa applicata ai mercati liberalizzati non esista un progetto di investimento che nel calcolo del ritorno complessivo non tenga in considerazione i lavori in corso e l'impatto negativo che questi hanno sui flussi di cassa e sulla redditività. La necessità del pieno riconoscimento del rendimento del capitale richiesto dal mercato anche per i lavori in corso è del resto confermata dal fatto che tale riconoscimento è previsto per tutti gli altri servizi regolati dall'Autorità, ad eccezione dello stoccaggio gas.
- 4.4. Per correggere, almeno parzialmente, tale distorsione, una possibile soluzione potrebbe essere quella di prevedere la remunerazione del costo del debito

riconosciuto in ogni anno del periodo di costruzione dell'infrastruttura e la capitalizzazione della differenza fra WACC regolato e costo del debito riconosciuto a partire dall'entrata in esercizio dell'intervento. In altri termini, nel periodo in cui l'investimento è in corso i ricavi del gestore dovrebbero essere inclusivi degli oneri finanziari riconosciuti dall'Autorità.

Ruolo degli incentivi output based per riequilibrare la regolazione

- 4.5. Tali misure particolarmente penalizzanti erano parzialmente controbilanciate dall'impegno dell'Autorità a definire tempestivamente nuovi incentivi *output based* finalizzati a garantire, già nel presente sotto-periodo regolatorio 2016-19, l'allineamento degli interessi del TSO a quelli del sistema elettrico.
- 4.6. Gli incentivi di natura *output based* introdotti solo nello scorso mese di Dicembre con la Deliberazione 884/17 ("*disposizioni di prima attuazione in materia di meccanismi di incentivazione*") rappresentano solo una piccola parte di quanto prospettato in sede di consultazione, in ultimo con il DCO 547/17, ed il conseguente quadro regolatorio non realizza il bilanciamento prospettato ed atteso.

Investimenti necessari per la RTN

- 4.7. Il Piano di Sviluppo 2017 di Terna prevede infatti 7,8 miliardi di euro di investimenti in trasmissione sul perimetro nazionale, finalizzati all'integrazione delle fonti rinnovabili (circa il 26% degli investimenti), al miglioramento della qualità del servizio (circa il 25% degli investimenti), allo sviluppo della capacità d'interconnessione (circa il 23% degli investimenti), alla risoluzione delle congestioni di rete (circa il 21% degli investimenti) ed alle connessioni alla RTN.
- 4.8. In particolare, nei prossimi anni è prevista un'ulteriore crescita di impianti alimentati da fonti rinnovabili (FER) per rispondere agli obiettivi europei di decarbonizzazione, che prevedono al 2030 una quota di FER di almeno il 27% sui consumi finali. Terna è fortemente impegnata a favorire tali obiettivi, agendo su tutte le leve necessarie per la piena integrazione delle FER e la riduzione delle emissioni in ottica di lungo periodo.
- 4.9. La piena integrazione delle fonti rinnovabili all'interno del sistema elettrico richiede investimenti sulla RTN mirati a rafforzarne la magliatura e a rimuovere o contenere nuove congestioni e vincoli di rete. Il Piano di Sviluppo di Terna è stato elaborato tenendo conto delle esigenze di miglioramento della gestione

delle rinnovabili non programmabili esistenti e di crescita delle stesse, secondo scenari che prevedono fino a 60 GW di solare e 18 GW di eolico nelle ipotesi più aggressive.

- 4.10. Sono necessari investimenti non solo per rinforzare la magliatura della rete, ma anche per aumentare la disponibilità di risorse per la regolazione, per ridurre le congestioni e per risolvere le esigenze emerse dalle evidenze più recenti del mercato, in primo luogo la necessità di un aumento della capacità di trasporto lungo il corridoio Sud-Nord.

Sostenibilità del piano di investimenti

- 4.11. In termini generali, i meccanismi tariffari di riconoscimento dei costi, integrati dai meccanismi di incentivo, dovrebbero tenere in considerazione l'obiettivo di garantire l'equilibrio economico e finanziario delle imprese regolate e una remunerazione adeguata degli investimenti sostenuti.
- 4.12. Tali finalità devono essere un obiettivo prioritario del regolatore al pari della tutela del cliente finale e indipendentemente dal metodo di riconoscimento dei costi utilizzato, così come lo è stato, ad esempio, per il regolatore inglese che, nel definire le regole e il piano di spesa totale ammessa a riconoscimento, ha anche considerato un *range* congruo di redditività dell'impresa regolata, variabile in funzione dei meccanismi di incentivazione e delle ipotesi di raggiungimento dei target previsti in termini di output prodotto e di efficienza di spesa.

Priorità di intervento regolatorio

- 4.13. Per quanto sopra, prima dell'eventuale introduzione dell'approccio *Totex* appare necessario concentrare l'azione regolatoria:
- a) sul completamento della regolazione incentivante *output based*;
 - b) sul ripristino di una congrua redditività di tutti gli investimenti in trasmissione.
- 4.14. In particolare, si ritiene che il completamento dell'implementazione della regolazione incentivante *output based* sia cruciale per la risoluzione delle congestioni interzonalì ed infrazonali, per l'incremento della resilienza della RTN, esigenza emersa con forza negli ultimi anni a seguito di eventi meteorologici estremi, e per la realizzazione di altri investimenti con benefici

molto rilevanti per il sistema elettrico (rimozione vincoli di rete, integrazioni rinnovabili e riduzione ENS).

- 4.15. Terna, anche sulla base dei rilevanti sforzi messi in atto nel recente passato per aumentare trasparenza, coinvolgimento degli *stakeholder* e selettività della pianificazione degli investimenti, ritiene che ci siano tutte le precondizioni perché gli incentivi *output based* consentano un ottimale allineamento dei propri interessi con quelli del sistema elettrico, correggendo le distorsioni regolatorie sopra richiamate, ed ha in tal senso formulato proposte di meccanismi incentivanti che ad oggi non hanno trovato accoglimento, ma che riteniamo invece debbano essere considerate con urgenza (nostre proposte alla consultazione sulla regolazione *output based*, *in primis* incentivi per la risoluzione delle congestioni di rete inter ed intrazonali).
- 4.16. Con particolare riferimento agli incentivi per l'incremento della resilienza della Rete di Trasmissione Nazionale a fronte di eventi meteorologici estremi – la cui intensità e frequenza va crescendo e che in alcune aree del Paese che storicamente non erano state interessate da fenomeni meteo rilevanti creano condizioni critiche per l'esercizio della rete – si conferma quanto già proposto in risposta al DCO 645/2017: il piano della resilienza potrebbe essere un buon candidato per un'applicazione sperimentale dell'approccio di regolazione basato sulla spesa totale.
- 4.17. In particolare, riteniamo che la resilienza si possa prestare ad un approccio di spesa totale per diverse motivazioni:
- a) in primo luogo, sono necessari interventi sia di natura preventiva e infrastrutturale, tipicamente caratterizzati da alta intensità di capitale (rinforzi, magliatura), sia finalizzati all'accelerazione del ripristino dei disservizi, con prevalenza di costi operativi; la neutralità tariffaria della metodologia *Totex* rispetto alle tipologie di spesa risulterebbe particolarmente indicata;
 - b) in secondo luogo, è possibile identificare e circoscrivere chiaramente le proposte di intervento ed i relativi costi, identificandone, anche grazie alla metrica proposta da Terna e RSE in risposta alla consultazione 645/17, la quantificazione dei benefici associati in termini di incremento della resilienza. Su tali indicatori è possibile definire target e meccanismi incentivanti *output based*;
 - c) in terzo luogo, anche in termini di processo, il piano resilienza potrebbe essere un esempio estremamente significativo: una volta individuati gli

output attesi il gestore di rete potrebbe presentare un Business Plan dettagliato e finalizzato a mitigare il rischio di disservizio (a esempio per formazione di manicotto di ghiaccio) nelle aree individuate. Tale Business Plan potrebbe essere consultato con gli stakeholder e successivamente approvato dall'Autorità.

- 4.18. L'Autorità nel documento di consultazione 645/2017 ha invece proposto di escludere Terna dal meccanismo incentivante la resilienza in virtù del rischio di doppia incentivazione considerato l'obiettivo di riduzione dell'energia non fornita (ENS) già attualmente in vigore.
- 4.19. Terna, come già osservato nel documento di risposta al DCO 645/2017, ritiene che il suddetto rischio sia assolutamente limitato e non tale da giustificare l'esclusione dal meccanismo incentivante il miglioramento della resilienza per i seguenti motivi.
- 4.20. In primo luogo, nel breve periodo, non vi è correlazione tra obiettivo ENS e miglioramento della resilienza del sistema. Il parametro ENS, essendo definito a livello generale e su scala nazionale, non coglie, se non in maniera ipotetica nel lungo termine, un aumento degli investimenti infrastrutturali e/o nella spesa in manutenzione preventiva, specialmente se concentrati e limitati ad alcune aree del paese.
- 4.21. In secondo luogo, l'aumento di alcuni capitoli di spesa annua, ad esempio per manutenzione preventiva, rispetto a quanto speso nell'anno di riferimento tariffario, considerata l'attuale meccanica di riconoscimento dei costi operativi, risulterebbe penalizzante per il gestore di rete.
- 4.22. Peraltro, anche volendo supporre una limitata sovrapposizione tra qualità e resilienza, considerati da un lato gli attuali valori di premi e penali relativi all'ENS definiti su scala nazionale e dall'altro l'apporto assolutamente residuale rispetto a tali valori di un intervento locale in resilienza, l'incentivo riferibile ad un intervento in resilienza conseguibile attraverso l'ENS sarebbe non significativo e non commisurato all'*effort*, indebolendo quindi il rapporto fra azione e conseguente incentivo e dunque determinando una regolazione scarsamente efficace e non *output based*.
- 4.23. Sempre con riferimento alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione evidenziamo la rilevante asimmetria attualmente presente tra i potenziali premi, legati esclusivamente al meccanismo di incentivazione sull'indicatore ENSR, e i costi e le penalità connesse a tutti gli ulteriori ambiti della qualità del servizio.

- 4.24. Riteniamo quindi necessario, anche al fine di ristabilire una congrua remunerazione del servizio in ottica di breve periodo:
- a) ridurre l'asimmetria presente nella regolazione della qualità del servizio intervenendo sulle forme di premialità previste dal meccanismo incentivante la riduzione dell'ENS, ad esempio, aumentando in maniera consistente il premio unitario attualmente fissato a 40 k€/MWh ed il limite superiore di premio attualmente fissato in 30 M€, e rivedendo i livelli obiettivo considerati eccessivamente sfidanti;
 - b) prevedere la remunerazione del costo del debito riconosciuto in ogni anno del periodo di costruzione dell'infrastruttura e la capitalizzazione della differenza fra WACC regolato e costo del debito riconosciuto a partire dall'entrata in esercizio dell'intervento;
 - c) introdurre un meccanismo incentivante gli interventi in resilienza in logica *output based*, riconoscendo a Terna quota parte del beneficio, in termini di maggiore resilienza conseguita, associato agli interventi sia di natura infrastrutturale sia relativi all'ottimizzazione del processo di gestione dell'emergenza.
- 4.25. Peraltro, in merito all'introduzione di incentivi agli interventi in resilienza si evidenzia come la proposta di Terna di un sostanziale aggiornamento del piano in ottica forward looking a spesa totale incontri le indicazioni ricevute dalla stessa Autorità, che in occasione di incontri del tavolo di lavoro sulla resilienza ha manifestato la necessità di un cambio di approccio da parte delle imprese regolate.
- 4.26. Tale nuovo approccio si sostanzierebbe con:
- a) la presentazione da parte dei gestori di rete di proposte motivate e trasparenti di piani di intervento orientati all'efficacia, in termini di aumento della resilienza in caso di eventi meteorologici estremi, e all'efficienza;
 - b) la valutazione ed eventuale approvazione di detti piani da parte dell'Autorità, se del caso anche con il supporto di consultazioni pubbliche;
 - c) il riconoscimento di incentivi economici proporzionati al beneficio netto dei piani al verificarsi degli output previsti dagli stessi.

Trasmissione quale primo candidato per l'applicazione della metodologia Totex

- 4.27. Negli ultimi anni Terna ha sostenuto uno sforzo ingente ed ineguagliato da altri investitori infrastrutturali italiani per incrementare la trasparenza ed il rigore delle analisi alla base delle scelte di sviluppo (si ricorda nel merito la metodologia di analisi costi-benefici degli interventi, c.d. ACB 2.0, recentemente approvata con la delibera 856/17 e comprensiva della nuova metodologia di stima dei costi degli interventi di sviluppo) e la condivisione delle stesse con gli stakeholder, attraverso la consultazione del Piano di Sviluppo della RTN promossa dall'Autorità, l'interazione con il Comitato di Consultazione di cui all'art.1, comma 4, del DPCM 11 maggio 2004, e numerose altre iniziative di *stakeholder engagement* anche a livello locale.
- 4.28. Crediamo che prima dei Totex nella trasmissione l'Autorità potrebbe favorire l'implementazione – anche da parte degli altri operatori infrastrutturali di elettricità e gas – di simili strumenti a garanzia della selettività degli investimenti e della loro accettabilità da parte degli stakeholder, in modo da uniformare nei diversi settori e servizi regolati gli standard elevati già in essere per il servizio di trasmissione di energia elettrica.
- 4.29. Di seguito si riportano le osservazioni di carattere specifico con riferimento ai diversi aspetti contenuti nel documento di consultazione. Si tratta evidentemente di prime considerazioni alla luce del carattere prevalentemente informativo e ricognitivo del documento di consultazione in oggetto. Ulteriori commenti saranno forniti in occasione delle successive consultazioni previste secondo il piano Totex individuato dall'Autorità, in particolare, con riguardo agli elementi innovativi della regolazione propedeutici all'implementazione del nuovo approccio, nel caso in cui l'Autorità decidesse comunque di proseguire nella riforma proposta.

5. CONSIDERAZIONI GENERALI SUI MODELLI DI REGOLAZIONE INCENTIVANTE INTEGRATA BASATI SULLA SPESA TOTALE

Spunti per la consultazione

S1. Osservazioni e considerazioni di carattere generale sull'adozione dell'approccio *Totex* e in particolare sui riflessi per i consumatori.

Tempistiche

- 5.1. La previsione di un periodo di soli 24-30 mesi nel quale approfondire nel dettaglio tutte le implicazioni del nuovo approccio appare particolarmente sfidante sia per le imprese – che saranno inevitabilmente sottoposte ad una profonda modifica di molti dei processi chiave, tenendo conto anche delle nuove modalità di interazione con il regolatore e delle diverse logiche di pianificazione e remunerazione – sia per il regolatore, che sarà investito da compiti decisamente più complessi ed onerosi di quelli attuali.
- 5.2. Accanto ad una tempistica adeguata è necessario stabilire e valutare con anticipo alcune tematiche che nel documento di consultazione sono soltanto accennate, quali ad esempio il perimetro di spesa e le modalità di gestione delle incertezze in un contesto comunque mutevole e fortemente condizionato da fattori esogeni.
- 5.3. Meritano particolare attenzione infine anche aspetti di processo e di interazione tra impresa e regolatore.

Perimetro di spesa totale

- 5.4. Ci riferiamo, in particolare, alla necessità di valutare il perimetro di spesa che sarà assoggettato al nuovo approccio. Condividiamo pienamente, come detto nei precedenti paragrafi, che non tutti gli investimenti potranno essere regolati secondo una logica di spesa totale, come, ad esempio, gli investimenti in elettrodotti particolarmente rischiosi sia con riferimento alla incertezza e al controllo della spesa prevista che alla fattibilità stessa dell'investimento, molto spesso guidata da variabili esterne ed esogene alla volontà di Terna.
- 5.5. A tal proposito si ritiene che il potenziale perimetro assoggettabile al nuovo approccio possa comprendere il piano per la resilienza, per le diverse motivazioni di cui al paragrafo 4.16, il piano di rinnovo ed il piano per la sicurezza. Per quanto riguarda gli investimenti del Piano di Sviluppo, potrebbero essere considerati i soli progetti con rischio da basso a moderato, che presi

singolarmente sono soggetti ad elevata incertezza di tempi e costi, ma che un trattamento in logica di portafoglio potrebbe – ad una prima analisi che dovrà essere oggetto di opportuni approfondimenti anche alla luce dei meccanismi di gestione del rischio che saranno previsti – consentire di gestire con un rischio accettabile.

- 5.6. I progetti complessi e poco standardizzabili dovrebbero necessariamente essere gestiti, come già accade in UK con i cd *strategic wider works*, con modalità specifiche.
- 5.7. Sempre in ottica di definizione del perimetro risulta necessario stabilire la modalità di riconoscimento dei costi relativi all'attività di dispacciamento, attualmente riconosciuti con le medesime modalità vigenti per il servizio di trasmissione.

6. STRUMENTI DI REGOLAZIONE. AMBITI TEMATICI DI APPROFONDIMENTO METODOLOGICO

Spunti per la consultazione

- S2. Osservazioni relative ai contenuti, alla predisposizione e al processo di valutazione dei business plan
- S3. Osservazioni sull'orizzonte temporale dei business plan.
- S4. Osservazioni rispetto a ipotesi di individuazione di percorsi preferenziali basati sulla qualità dei business plan oppure sugli impatti tariffari.
- S5. Osservazioni rispetto alle modalità di coinvolgimento degli stakeholder nelle fasi di consultazione pubblica dei business plan e sulla valutazione della loro efficacia

- 6.1. Di seguito si forniscono alcune considerazioni specifiche sugli strumenti di regolazione che dovranno essere implementati con il nuovo approccio di riconoscimento dei costi.
- 6.2. In quest'ottica è possibile anche far riferimento alla prima esperienza di regolazione italiana di approccio *Totex* inerente il riconoscimento dei costi del sistema di *smart metering* di seconda generazione, anche se limitato ai soli costi di investimento (delibera 646/2016).
- 6.3. Per quanto di interesse Terna, evidenziamo che alcuni elementi della regolazione innovativa introdotta lo scorso anno per il riconoscimento dei costi del sistema di *smart metering* dovrebbero essere valutati con attenzione anche nella definizione della regolazione per il servizio di trasmissione.
- 6.4. Terna è consapevole che tale esperienza rappresenta solo il primo esempio di una regolazione incentivante innovativa, ma alcuni elementi ci sembrano esemplificativi e significativi di probabili future criticità.

Business Plan

- 6.5. La predisposizione del *business plan* da parte delle imprese rappresenta un elemento innovativo fondamentale del nuovo approccio di riconoscimento dei costi e degli investimenti del servizio di trasmissione.
- 6.6. Il *business plan*, nell'accezione proposta nel documento di consultazione, rappresenta di fatto una fusione tra:

- a) alcuni elementi contenuti nel Piano di Sviluppo con orizzonte decennale predisposto ai sensi delle attuali disposizioni legislative e regolatorie (scenari di riferimento, descrizione interventi, valutazione efficacia, ecc.);
 - b) altri elementi di natura economico-finanziaria contenuti nel piano industriale con orizzonte quinquennale (ricavi, EBITDA, Utile, *Capex*, ecc.), che ogni anno Terna presenta al mercato finanziario internazionale.
- 6.7. Risulta evidente che la predisposizione e la pubblicazione di un *business plan* con i contenuti previsti proposti dall'Autorità diventerà, considerato il peso per Terna delle attività regolate in Italia, non solo il riferimento per la predisposizione annuale del piano industriale della società ma anche e soprattutto il principale riferimento per la comunità finanziaria internazionale.
- 6.8. Il piano industriale, infatti, non potrà discostarsi da quanto previsto nel *business plan* predisposto ai fini *Totex*, sia in termini di risultati che di strategie e finalità perseguite, introducendo, quindi, un cambiamento radicale sia in termini di processi aziendali per la predisposizione e autorizzazione del piano sia in termini di autonomia decisionale e flessibilità degli strumenti e delle azioni che possono essere messe in atto per raggiungere gli obiettivi dichiarati al mercato.
- 6.9. Per quanto sopra, riteniamo dunque che, qualora l'Autorità decidesse di andare avanti nella riforma *Totex*, il contenuto del *business plan* debba essere attentamente valutato e approfondito, in particolare:
- a) limitandolo alle informazioni realmente indispensabili alla regolazione del servizio di trasmissione, che ad una prima analisi sembrano solamente quelle relative ad efficacia ed efficienza delle spese pianificate;
 - b) non prevedendo la pubblicazione ed il confronto con gli stakeholder di informazioni *market sensitive*.
- 6.10. Con riferimento all'orizzonte temporale del business plan non si hanno particolari osservazioni, ma si ritiene che debba essere sufficientemente ampio per garantirne una visione di medio-lungo periodo.

Gestione dei rischi e delle incertezze

- 6.11. In generale, oltre al perimetro di spesa, merita particolare attenzione la definizione di regole e meccanismi finalizzati a gestire i rischi e le incertezze, specie nel caso in cui l'Autorità dovesse decidere di prevedere un *business plan* particolarmente lungo e vincolante.

- 6.12. La gestione dei rischi può essere affrontata in diversi modi. Riteniamo che vada privilegiata la flessibilità, con un aggiornamento frequente dei riferimenti per il calcolo dei riconoscimenti tariffari (come, ad esempio, previsto nel progetto *smart meter*), un controllo delle performance adeguato e finalizzato ad assicurare trasparenza delle scelte dell'impresa regolata ma senza introdurre penalità in caso di scostamento dal *business plan*, specie nel caso ciò sia legato a mutamenti di scenario macroeconomico o di politica energetica del paese, o ad eventi esogeni non controllabili (ritardi o modifiche degli interventi introdotti dal processo autorizzativo).
- 6.13. L'adattabilità del sistema di riconoscimento dei costi alla flessibilità del piano di spesa, resa necessaria dalle dinamiche spesso non pienamente prevedibili del sistema elettrico e più in generale del contesto italiano, devono essere condizioni imprescindibili anche del nuovo approccio *Totex*. Un sistema tariffario che irrigidisse il gestore di rete, impedendogli di reagire prontamente in un momento di profondi e rapidi mutamenti del contesto farebbe un pessimo servizio al Paese.
- 6.14. Ulteriori caratteristiche fondanti del nuovo approccio, specie in presenza di contratti o menu regolatori, dovrebbero essere:
- a) la trasparenza e l'oggettività della scelta delle opzioni regolatorie (matrice IQI, incentivi, redazione del *business plan*);
 - b) l'autonomia e la trasparenza nella definizione delle previsioni di spesa da parte dell'Autorità;
 - c) la condivisione e la raggiungibilità degli *output* e delle efficienze da realizzare, nonché il set di incentivi relativi al raggiungimento di tali *output*.

Definizione della matrice IQI

- 6.15. L'Autorità con la delibera 646/2016 ha definito il primo esempio di matrice *Information Quality Incentive* nel contesto regolatorio italiano, applicata al progetto *smart metering* 2G. Tale matrice regola l'incentivo all'efficienza sui costi di investimento e alla dichiarazione di spese veritiere.
- 6.16. Per quanto qui di interesse rileviamo come non risultino pienamente chiare le ragioni di alcune difformità rispetto all'esperienza anglosassone, che appaiono stabilire un sistema di incentivi non particolarmente premiante, in particolare:
- a) la definizione dello *sharing* delle efficienze conseguite. L'aver stabilito uno *sharing* variabile dal 18 al 22% appare poco incentivante e lontano dalle

esperienze del RIIO inglese nel quale la quota dello *sharing* della matrice IQI è di norma pari al 50%;

- b) la definizione del cosiddetto “*additional income*”. Non appare evidente il motivo che ha condotto a non premiare condizioni di spesa effettiva uguale a quella preventivata da Autorità e impresa. Nella esperienza inglese tale scenario è comunque premiante, con un *additional income* positivo e pari a circa l’1% del costo effettivo di investimento;
- c) la matrice IQI è stata pubblicata prima della definizione del *business plan* e non è stata aggiornata con l’accesso del gestore al percorso abbreviato di approvazione (*Fast Track*). Anche in questo caso l’esperienza RIIO prevede invece per i piani ritenuti di “elevata qualità” un sistema premiante maggiore di quello applicato agli operatori con un percorso di approvazione tradizionale.

Definizione della *baseline*

- 6.17. La determinazione della spesa prevista da parte del regolatore e della spesa ammessa a riconoscimento (combinazione lineare della spesa prevista dal regolatore con quella prevista dall’impresa) è sicuramente un aspetto centrale e particolarmente critico del nuovo approccio regolatorio.
- 6.18. Terna non è in grado di formulare osservazioni puntuali in merito alla procedura di *cost assessment* condotta dal regolatore per l’esperienza degli *smart meter* che, allo stato attuale, costituisce l’unico riferimento significativo in materia. Tuttavia, evidenziamo alcune possibili criticità in relazione a tale delicata fase procedurale. In particolare, auspichiamo che la *baseline* sia determinata su basi trasparenti, appropriate ed oggettive, ed in modo autonomo e indipendente rispetto alle stime di costo effettuate dall’impresa, per un successivo confronto su basi tecniche con il soggetto regolato. Ciò al fine di garantire che il *cost assessment* sia un valido strumento per l’individuazione della *baseline* più corretta, evitando il rischio che si riduca invece ad uno sterile esercizio di negoziazione al ribasso di una stima di costo precedentemente elaborata dal soggetto regolato.
- 6.19. Peraltro, un siffatto *modus operandi* inficerebbe in maniera rilevante il meccanismo incentivante della matrice IQI, che in caso di *baseline* inferiore alla spesa prevista dall’impresa precluderebbe a priori l’accesso al quadrante maggiormente premiante della matrice.

Riconoscimento dell'investimento e individuazione del percorso accelerato *Fast Track*

- 6.20. L'esperienza dei contatori elettronici è stata anche l'occasione per introdurre alcuni nuovi criteri e principi di riconoscimento dei costi di investimento, soprattutto volti a contenere l'incremento tariffario nei primi anni di piano. In particolare, ci riferiamo all'introduzione di un piano convenzionale di riconoscimento, all'utilizzo di una rata costante piuttosto che decrescente sulla componente di remunerazione del capitale investito, alla capitalizzazione totale dell'eventuale efficienza realizzata rispetto alla spesa preventivata.
- 6.21. Tralasciando il primo aspetto relativo al piano convenzionale, in quanto correlato alla specificità del progetto, evidenziamo che le altre misure, seppur con impatto nullo in termini finanziari (neutralità in termini di valore attuale netto), comportano comunque un significativo decremento dei flussi di cassa nei primi anni dell'investimento, motivo per cui riteniamo che il nuovo approccio *Totex* non dovrebbe comportare variazioni nelle modalità di riconoscimento dell'investimento (e degli incentivi) rispetto a quelle attualmente previste.
- 6.22. La motivazione di invarianza tariffaria è stata utilizzata dall'Autorità anche con riferimento alla determinazione della soglia di accesso al percorso di approvazione abbreviato (cosiddetto *Fast Track*).
- 6.23. In generale, riteniamo che l'invarianza tariffaria delle spese previste nel piano non possa rappresentare l'elemento principale per valutare l'accesso ad un percorso preferenziale; riteniamo più corretta una valutazione complessiva del *business plan* con una particolare attenzione alla qualità dello stesso in termini di trasparenza, completezza, benefici apportati dagli interventi, dimostrazione dell'efficacia e dell'efficienza delle soluzioni ipotizzate.

Spunti per la consultazione

- S6. Osservazioni circa l'esigenza di adottare approcci specifici e differenziati per i servizi di trasmissione e distribuzione.
- S7. Osservazioni sulle esigenze connesse all'integrazione delle banche dati oggi esistenti e agli impatti e relazioni con la predisposizione dei rendiconti annuali separati.

- 6.24. Condividiamo le argomentazioni riportate al punto 10.8 del documento di consultazione con riferimento alla presenza, nell'ambito del settore della trasmissione, di interventi spesso non facilmente comparabili e dunque riteniamo condivisibile l'esigenza di adottare approcci specifici e differenziati tra

i servizi di trasmissione e di distribuzione nel definire le modalità di individuazione della spesa.

- 6.25. Nell'analisi di *cost assessment* si dovrà dunque considerare il valore limitato che esercizi di *benchmarking* possono avere nell'ambito degli investimenti in trasmissione, confronti che potrebbero sia non essere possibili a livello nazionale (data anche l'unicità del TSO) sia non dimostrarsi utili – e in molti casi portare a conclusioni fuorvianti – quando effettuati a livello internazionale, data la difficoltà di tenere adeguatamente conto di tutti i fattori *country specific* che potrebbero limitarne la validità.

7. ELEMENTI DI VALUTAZIONE PER LA DEFINIZIONE DI UN PIANO STRATEGICO PER L'IMPLEMENTAZIONE

Spunti per la consultazione

- S8. Osservazioni rispetto all'identificazione delle fasi di sviluppo, agli obiettivi, agli strumenti, agli output e alle tempistiche orientative riferita a ciascuna di tali fasi.
- S9. Osservazioni rispetto alle ipotesi di un eventuale disallineamento nelle tempistiche di implementazione dell'approccio *Totex* tra servizio di trasmissione e servizio di distribuzione dell'energia elettrica.
- S10. Osservazioni rispetto alle ipotesi per l'individuazione dell'ambito di applicazione in relazione al servizio di distribuzione dell'energia elettrica in sede di prima applicazione, alle ipotesi di successiva estensione e alle relative tempistiche.

- 7.1. Il documento di consultazione delinea una prima proposta di piano di azione per l'implementazione del nuovo approccio. Terna ritiene in linea teorica corrette le fasi proposte e il periodo nel quale approfondire le tematiche e costruire il necessario *framework* regolatorio, pur con alcune perplessità legate alla disponibilità delle risorse a disposizione del regolatore per gestire tale piano contemporaneamente alle attività ordinarie, mentre, in considerazione della portata significativa dell'intervento e delle modifiche necessarie ad una corretta implementazione, appare troppo contenuta la tempistica (stimata al massimo in 12 mesi dalla definizione dei criteri di regolazione) per la predisposizione del *business plan* e per il confronto, l'analisi e la verifica dello stesso da parte del regolatore.
- 7.2. Nell'analisi di tale piano di azione si evidenzia inoltre lo sfasamento che si verrebbe a creare tra l'entrata in vigore del nuovo approccio che, da una prima ricostruzione dei tempi ipotizzati in consultazione e stimando la delibera di approvazione del piano *Totex* nel secondo trimestre del 2018, coinciderebbe con il 1/1/2021, e l'avvio del nuovo sotto-periodo regolatorio NPR2 (2020-2023) nel quale era inizialmente previsto l'avvio del nuovo approccio *Totex*.
- 7.3. Peraltro, anche il periodo regolatorio del WACC avrebbe termine solo un anno dopo l'avvio del nuovo approccio, venendo a determinare un ulteriore sfasamento.
- 7.4. Al fine di razionalizzare e uniformare le diverse scadenze previste, si potrebbe valutare l'opportunità di far coincidere l'eventuale avvio del nuovo approccio

direttamente con il nuovo periodo del WACC (previsto dal 1 gennaio 2022) prevedendo al contempo un aggiornamento delle modalità di riconoscimento delle spese operative dal 2020.

7.5. Prevedendo tale allineamento si avrebbe peraltro:

- a) la possibilità di un aggiornamento della formula di determinazione del tasso di remunerazione contestuale all'avvio del nuovo approccio. Sembrerebbe in effetti opportuno aggiornare le modalità di determinazione del tasso e i valori dei parametri della formula (a partire dal Beta) con l'avvio di un nuovo approccio di riconoscimento dei costi che comporta una modifica della rischiosità complessiva del *framework* regolatorio;
- b) un periodo maggiore per la fase più importante di predisposizione, condivisione, analisi e approvazione del *business plan* altrimenti ritenuta troppo compressa;
- c) una partenza del nuovo approccio allineato tra il servizio di trasmissione e quello di distribuzione di energia elettrica. Un eventuale avvio scaglionato della nuova regolazione con la previsione di una partenza anticipata solo per il servizio di trasmissione non è infatti condivisibile.

7.6. La proposta di allineamento comporterebbe, come detto, il naturale allungamento dell'attuale sotto periodo regolatorio NPR1 al 31 dicembre 2021 e la necessità di individuare una regolazione ad hoc per il biennio 2020-2021, al limite prolungando l'attuale *framework* regolatorio. In ogni caso, qualora l'Autorità decidesse comunque di mantenere le tempistiche attualmente ipotizzate andrebbe previsto l'allungamento della regolazione attualmente vigente al 31 dicembre 2020.

7.7. In particolare, ad esempio, l'attuale regolazione dei costi operativi prevede il termine e il riassorbimento al 31 dicembre 2019 delle extra efficienze conseguite nei precedenti periodi regolatori (riassorbimento previsto naturalmente al 2023 e poi accelerato al 2019 nell'ultima revisione regolatoria proprio in virtù della previsione di avvio del nuovo approccio *Totex*)

7.8. Vi sono inoltre altri meccanismi che prevedono come scadenza il 2019 in quanto fine dell'attuale sotto periodo quali, ad esempio, il meccanismo incentivante transitorio per le opere rientranti nei panieri I-NPR1 e O-NPR1 oppure il termine previsto dalla clausola di salvaguardia per il riconoscimento tariffario dello stock LIC al 31/12/2015.

- 7.9. Per i suddetti casi potrebbe essere previsto un allungamento del termine al 2021, con la possibilità di estensione del meccanismo incentivante ad ulteriori opere.
- 7.10. Contestualmente all'approvazione del piano *Totex* dovrebbero essere definite in modo chiaro le regole da applicare ove previsto il prolungamento della regolazione e dei meccanismi previsti nel sotto periodo NPR1, in modo da fornire certezza e continuità della regolazione.